УДК 553.98.061.4

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.87.04>

Д. Федоришин, д-р геол. наук, проф., зав. кафедри НГГ

E-mail: geophys@nung.edu.ua;

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

І. Багрий, д-р геол. наук, ст. наук. співроб.

E-mail: bagrid@ukr.net;

Інститут геологічних наук НАН України

вул. О. Гончара 55-б, м. Київ, 01054, Україна,

О. Трубенко, канд. геол. наук, доц.

E-mail: geotom@nung.edu.ua;

С. Федоришин, канд. геол. наук, доц.;

Н. Хованець, асист.

E-mail: nadiia.khovanets@gmail.com;

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

ВИДІЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ТОВЩ У МЕЖАХ ТИНІВСЬКО-ГРУШІВСЬКОГО НАФТОГАЗОВОГО РОДОВИЩА

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

За результатами геолого-геофізичних досліджень встановлена висока перспективність Крукеницької западини в плані відкриття нових нафтогазоносних об'єктів. Зокрема, виділено продуктивні породи-колектори у неогенових товщах Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища. У цілому газонасиченість у межах родовища пов'язується з нижньодашавськими відкладами, що підтверджується значними дебітами, отриманими у свердловинах раніше відкритих родовищ.

На основі аналізу результатів комплексу геофізичних досліджень свердловин побудовано кореляційну схему поширення перспективних пластів з подальшим визначенням характеру їхнього насичення в межах нижньодашавської підсвіти. У результаті такої побудови встановлено залягання водоносних пластів над газонасиченими породами-колекторами. Особливістю геологічної будови нижньодашавської підсвіти є наявність двохметрової пачки аргілітів і алевролітів, які розмежовують водоносні та продуктивні пласти. Така особливість є основною причиною обводнення продуктивних порід, що підтверджено результатами випробування свердловин. Більш детальні дослідження відкладів дали змогу виділити основні фактори, які впливали на поширення піщаного матеріалу по розрізу сарматського ярусу, а також дозволили встановити співвідношення в продуктивних пластах води та газу.

Ключові слова: продуктивні товщі, родовище, нижньодашавська світа, пісковик, лінза, водоносний горизонт.

Постановка проблеми. Зменшення видобутку вуглеводнів в Україні вимагає нарощування видобувних ресурсів нафти і газу у Східному та Західному регіонах, де виявлено та вже доведено наявність їх скупчень у різному типі пасток. До таких зон належить Крукеницька западина, в межах якої відкрито низку родовищ газу, зокрема: Хідновицьке, Садковицьке, Пинянське, Тинівське, Грушівське, Залужанське та інші, які розміщуються вздовж фронту Самбірського покриву Карпатської споруди. Вищевказані родовища приурочені до антиклінальних структур неогенової системи сарматського, баденського та гельветського ярусів, успадованих і огортаючих підняті ділянки доміоценової основи, ерозійний рельєф якої контролюється гіпсоангідритовим горизонтом. Однак добре виражений підняття на площі Крукеницької западини, в напрямку північного сходу від фронту Самбірського покриву, віднесені до непродуктивних ділянок (площі Шегині, Липники, Чижевичі, Мостиська та інші). Неоднозначність результатів пошукових геолого-геофізичних досліджень знизила пошуковий інтерес до Крукеницької западини в цілому.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питання глибинної будови осадового покриву та визначення перспектив нафтогазоносності Крукеницької западини висвітлюється, зокрема, у працях Х.Б. Заяць, Р.П. Морошан, Г.Б. Медвідь та інших (Заяць, 2013; Морошан, 1996; Медвідь, 2011). Проведені ними дослідження дозволили виділити нові перспективні площі зі сприятливими структурно-тектонічними та палеогідродинамічними умовами для формування покладів вуглеводнів у відкладах нижньодашавської та верхньодашавської підсвіти. У цілому перспективними є крайня північно-західна частина Крукеницького блоку з ділянками чітко виражених палеогеосинкліналів.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Проблема пошуків і розвідки відкладів сармату в межах Тинівської площі, як і на території всієї Більче-Волицької зони, полягає в тому, що геологічний розріз представлений тонкими прошарками тонкозернистих,

середньозернистих та щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів. Потужність кожного з прошарків рідко перевищує 1 м, а частіше зустрічається з товщиною 0,4-0,6 м. Методи геофізичних досліджень у таких умовах мають низьку роздільну здатність у процесі діагностики характеру насичення порід-колекторів, а також незначну інформативність при визначенні їх колекторських властивостей.

Формулювання цілей статті. Виявлення продуктивних порід-колекторів у відкладах нижньодашавської підсвіти у межах Тинівсько-Грушівської зони нафтогазонокопичення з подальшим обґрунтуванням закономірності їх поширення та аналізом характеру впливу структурно-тектонічних процесів на формування покладу.

Виклад основного матеріалу дослідження. Проведений геолого-геофізичний аналіз ділянок та зон, які розташовані на півночі Більче-Волицької зони поблизу Краковецького розлому, який обмежує границю Крукеницької западини, дозволив відкрити значні поклади газу, зокрема у межах Грушівського родовища. Основні поклади газу відкриті в нижньодашавській підсвіті сарматського ярусу в інтервалі від НД-16 до НД-6 (Федоришин, 1996). Дебіти газу у свердловинах Грушівського родовища досягали 100–200 тис. м³/добу. У деяких свердловинах видобуток газу становить 122,8 млн м³ (св. Грушів-24). Приведені дані вказують на високий потенціал продуктивних нижньодашавських горизонтів у суміжних площах Тинівсько-Грушівської зони нафтогазонокопичення, яка розміщена на північ від Більче-Волицької зони.

При випробуванні горизонтів НД-5, НД-4, НД-3 Тинівської площі в свердловині Тинів-1 отримали промислові притоки газу (до 140 тис. м³/д). Наступна свердловина Тинів-2, яка пробурена на заході території, дала приплив нафти (до 50 т/д) з верхньоюрських карбонатів. Ще одна св. Тинів-4 відкрила газонасний пласт у горизонтах НД-12 і НД-13 (дебіти газу досягали 57,8 м³/д). Таким чином, пошукові свердловини підтвердили значну перспективність на наявність газу та нафти у Крукеницькій западині.

Тинівське родовище характеризується дуже складною тектонічною будовою. У розкритій осадовій товщі виділяється два структурних поверхні: мезозойської та кайнозойської ер (юрський та міоценовий періоди). Основним структуротвірним фактором для обох поверхів є розломи. Найбільшим повздовжнім розломом, який обмежує родовища з південного заходу, є Краковецький. Його амплітуда по розмитій поверхні мезозою становить 1300–1400 м.

Нижньосарматський структурний поверх міоценового періоду характеризується своєрідною тектонікою, для

якої характерне полого залягання порід, а також наявність на загальному фоні Грушівської структури позитивних та від'ємних малоамплітудних складок, однією з яких є Тинівська структура (горизонти НД-2÷НД-5), північно-західного простягання. Вона встановлена за результатами буріння свердловин Тинів-1, -5, -6, -10. Південно-західне крило структури порушене малоамплітудним, повздовжнім скидом, вертикальне зміщення по покрівлі горизонту НД-2 досягає 50 м (рис. 1).

Рис. 1. Тинівсько-Грушівське нафтогазове родовище. Структурна карта покрівлі горизонту НД-16(Н1s) (за даними УкрДГПІ, 2011)

Майже всі горизонти верхньодашавської підсвіти сарматського ярусу в південно-західній частині родовища, а також верхні горизонти нижньодашавської підсвіти зрізані Стебницьким насувом. Його поверхня нахилена на південний захід під кутом 15–20° і поступово зменшує свій нахил у північно-східному напрямку. Відклади Самбірського покриву сильно дислоковані.

Проблема пошуків і розвідки відкладів сармату на Тинівській площі, як і в межах всієї Більче-Волицької зони, полягає в тому, що розріз представлений тонкими прошарками тонкозернистих, середньозернистих, щільних

пісковиків, алевролітів і аргілітів, причому потужність кожного з прошарків рідко перевищує 1 м, а частіше становить 0,4–0,6 м. Геофізичні методи досліджень у таких умовах мають понижено роздільну здатність у процесі діагностики характеру насичення колекторів, а також незначну інформативність при визначенні їх колекторських властивостей.

Дашавська світа нижнього сармату складається з нижньо- та верхньодашавської підсвіти, які поділяються на серію піскувато-глинистих горизонтів. У верхньодашавських відкладах виділено 14 горизонтів (ВД-1–ВД-14), в нижньодашавських – 17 (НД-1–НД-17). Вони представлені глинами,

аргілітами, алевролітами та пісковиками. Геологічною особливістю відкладів сарматського ярусу є тонке перешарування порід та значна фаціальна мінливість їх структури. Піскуваті прошарки в геологічному розрізі часто заміщуються глинистими різновидами. За результатами лабораторних експериментальних досліджень петрофізичні параметри алевролітів і пісковиків нижнього сармату змінюються в широких межах як за площею, так і за розрізом: відкрита пористість – від 6 до 30 %, проникність у межах від $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $800 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, піскуватість – від 14 до 52 %. Серед газонасичених пісковиків виділяються міцноцементовані (густина $2,3\text{--}2,5 \text{ г/см}^3$) з пористістю 10–18 % і проникністю від сотих часток до десятків мілідарсі та слабкоцементовані (густина $2100\text{--}2300 \text{ кг/м}^3$) з пористістю 15–30 % і проникністю $(18\text{--}600) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Зокрема, середньостатистичні значення коефіцієнта пористості K_p газоносних колекторів нижньодашавської підсвіти на Грушівській площі становлять 17,9 %, а водонасичених – 18,3 %. У зоні аномально високих (надгідростатичних) пластових тисків (АВПТ) породи розущільнюються та мають кращі колекторські властивості. Так, у зоні АВПТ на глибинах понад 2000 м середнє значення K_p продуктивних колекторів становить 20,8 %, а водонасичених – 11,3 %.

За величиною швидкості поширення поздовжніх і поперечних акустичних хвиль та особливостей її зміни з глибиною залягання порід, у нижньосарматських відкладах виділяються дві товщі: верхньо- та нижньодашавську підсвіти до горизонту НД-9. У нижньодашавській

підсвіті впевнено виділяються газопромислові горизонти НД-1–НД-10 за кривими АК. Величина піскуватості літо-типів та їхня товщина в кожному горизонті збільшується вгору за розрізом. Це знаходить відображення на геофізичних кривих швидкостей. Із збільшенням піскуватості порід знизу вгору зростає і швидкість у кожному пошуковому горизонті. При цьому глини, які залягають в основі горизонту, характеризуються мінімальними значеннями швидкостей ($V_{\text{ак}}$) або максимальними значеннями інтервального часу ($\Delta T_{\text{ак}}$). Для горизонтів НД-11–НД-14, у розрізах яких переважають глинисті різновиди порід, швидкість знижується та її величина постійна в межах кожного з горизонтів. У нижньодашавській підсвіті спостерігається також і загальне збільшення швидкості з глибиною, що зумовлено процесом ущільнення порід. У зонах АВПТ (НД-12–НД-16) швидкість суттєво зростає порівняно із швидкістю у вищезалягаючих шарах. Газонасичені пласти в інтервалах нижньодашавської підсвіти відзначаються зменшенням пластових швидкостей на 200–300 м/с порівняно зі швидкістю у водонасичених.

Вивчення фізичних та геофізичних параметрів порід у розрізі нижньодашавської підсвіти за допомогою деталізаційного комплексу геофізичних досліджень свердловин (ГДС) дозволило встановити чітку кореляцію пластів, а також відстежити глибини залягання порід, які більше насичені піщаним матеріалом. По профілю від св. Подольці-2 на заході до Тинів-1 на сході пошукової території наведено на рис. 2.

Рис. 2. Літолого-фаціальний профіль Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища

При встановленні характеру насичення піщаних порід у розрізах нижньодашавської підсвіти виявлений факт залягання водонасичених пластів над газоносними без явної перемички між ними. У геологічному розрізі це є тонке перешарування пісковиків, аргілітів і алевролітів товщиною не більше ніж 2 м. Так, водонасичена пачка порід, яка залягає над горизонтом НД-13 і відділена від нього двошматковою пачкою аргілітів і алевролітів, простежується майже по всіх свердловинах (рис. 2). Така особливість геологічної будови відкладів дашавської світи в розрізах сармату спостерігалась неодноразово, і в багатьох випадках це було причиною негативних результатів випробувань свердловин, коли водонасичений горизонт не дуже чітко проявлявся на діаграмах ГДС.

Піщані "пачки" літологічних відкладів у перспективних горизонтах від НД-1 до НД-17 насправді являють

собою скупчення лінзоподібних тіл з підвищеною сумарною кількістю порід-колекторів. Кількість і якість лінз-колекторів змінюється по латералі з глибиною їх залягання. Так, по профілю (рис. 2) кількість піщаних лінз колекторів суттєво збільшується у напрямку від св. Подольці-1 до св. Волоща-1 по всіх горизонтах від НД-16 до НД-10. У кожному пакеті залягання лінз, незалежно від вертикального розташування, є лінзи газонасичені і водонасичені. Так, у св. Тинів-4 у горизонті НД-13 виявлено до трьох лінз (інт. 1655–1620; 1602–1572; 1560–1544 м) із яких верхня характеризується найкращими колекторськими властивостями пісковиків (інт. 1560–1544 м). У напрямку св. Тинів-2 водонасичена лінза виклинюється, а на захід в сторону св. Подольці-1 – вона зберігається. Між покрівлею газонасиченого (випробуваного) пласта і підшоною водонасиченого пласта

залягає 12 м тонкого нашарування аргілітів (сумарна потужність – 8 м) та алевролітів. Виходячи з цього можна зробити висновок, що такі прошарки є достатніми для екранування газоносного горизонту. У напрямку на схід, у св. Грушів-3 виділено три лінзи, які попередньо відмічені в св. Тинів-4, верхня з яких є водонасичена (інт. 1540–1525 м). Однак у розташованій неподалік від неї св. Грушів-21 виявлено вищевказані три лінзи, тільки водонасичена розташована в середині інтервалу горизонту НД-13 поруч з газонасиченими пластами. Ще далі на схід скупчення піщаних тіл у цьому горизонті різко змінюється, лінзи перетворюються в окремі піщані тіла малої потужності, які мають свої форми в літолого-стратиграфічному розрізі,

але їх важко простежити сейсмоакустичними методами (св. Тинів-1 і Грушів-27).

Кожен горизонт нижньодашавської підсвіти проявляє свої закономірності в поширенні піщаних тіл із різним співвідношенням газ-вода (рис. 3). На наш погляд, можна виділити два основних фактори, які впливають на поширення піщаного матеріалу при осадконагромадженні в нижньодашавській підсвіті неогенового періоду:

- це є ерозійні процеси поверхні верхньої юри;
- перерозподіл теригенного матеріалу в прибережній шельфовій зоні під дією морських хвиль у період регресивних процесів.

Рис. 3. Схема кореляції піщаних лінз в горизонтах НД-8 – НД-16 Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища за даними ГДС

Дослідження поверхні верхньої юри свідчить про її ерозійний характер не тільки за зміною гіпсометричного рівня поверхні у свердловинах, але і за системою карстування, яке місцями досягає глибини 100 і більше метрів розрізу (рис. 4).

Зміни гіпсометричного рівня поверхні юри більшість дослідників пояснювали тектонічними процесами. Наприклад, опущену на 100–150 м поверхню юри на Волощанській площі відділяють від навколишніх свердловин двома порушеннями. На відміну від вказаного вище, результати геолого-геофізичних досліджень підтверджують ерозійний характер подібних явищ. За результатами сейсмічних та свердловинних досліджень видно, що вздовж Краковецького розлому розташоване ядро верхньоярського рифу (Заяць, 2013; Заяць та ін., 2006; Павлюх, 2009), яке протягом довгого геологічного періоду було на денній поверхні і неодмінно підлягало впливу процесів карстоутворення. Сліди цього процесу спостерігаються також на діаграмах каротажу у вигляді зміни геофізичної характеристики вапняків, а саме: зменшення питомих електричних опорів, величини радіоактивних полів та акустичних характеристик. Глибина

ерозійних процесів за такий довгий геологічний період могла бути суттєвою, ми ж спостерігаємо тільки частину цих процесів, яка свідчить про нерівномірність розмивів, а отже про можливість досить великих перепадів глибин залягання юрської поверхні. Гельветська трансгресія, яка перекрыла поверхню юри, була недовгою, про що свідчать невеликі потужності відкладів гельвету та відкладів баранівської світи. Короткочасний відхід моря сприяв утворенню гіпсо-ангідритової лагуни, також малої потужності. У зв'язку з цим шельфові утворення сармату повністю успадкували ерозійну поверхню юри, утворюючи лінзи в місцях більшого розмиву карста (рис. 4). Подальше утворення лінз підлягало трансгресивно-регресивним процесам, які контролювали перерозподіл теригенного матеріалу згідно з гравітаційними законами. Пастки вуглеводнів у цих відкладах могли утворюватись у місцях скупчення піщаного матеріалу, який перекривався глинисто-алевролітовими компонентами в місцях, де був найбільший розмив юрської поверхні.

Рис. 4. Схема кореляції карстових зон за даними ГДС

Висновки та завдання подальших досліджень. Незважаючи на значну кількість уже відкритих і розвіданих родовищ, Крукеницька западина залишається потенційним об'єктом для пошуку нових зон нафтогазонагромадження. Однією з таких зон є Тинівсько-Грушівська, де у відкладах нижньодашавської підсвіти вже встановлена наявність покладів нафти та газу й отримані високі дебіти, що є передумовою прогнозування перспектив на нафту і газ у відкладах нижньодашавської підсвіти суміжних площ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Дашавська світа нижнього сармату характеризується наявністю в розрізі тонких прошарків пісковиків та щільних алевролітів і аргілітів з малою потужністю, сильною фаціальною мінливістю та незначним значенням проникності, що спричинює низьку інформативність результатів комплексних геофізичних досліджень отриманих у пошукових свердловинах. За результатами акустичного каротажу виділено та відстежено по латералі газонасичені породи в горизонтах НД-1-НД-10 (рис. 5).

Рис. 5. Схема кореляції продуктивного горизонту НД-13 Тинівсько-Грушівського нафтогазового родовища по свердловинах Пд-1-Тн-4-Тн-2

Встановлено, що основним фактором, який ускладнює пошук нафти і газу в Крукеницькій западині, є наявність водоносного горизонту, який розміщений над газонасиченими пластами. Встановлено, що між покрівлею газонасиченого пласта та підшоною водоносного залягає шар аргілітів і алевролітів, який є достатнім для екранування продуктивного газонасиченого горизонту. Аналізуючи наявні

горизонти нижньодашавської підсвіти, можна виділити два основні фактори, які впливають на поширення піщаного матеріалу в нижньодашавській підсвіті: ерозійна поверхня верхньої юри та перерозподіл теригенного матеріалу в прибережній шельфовій зоні за рахунок дії морських хвиль у період регресивних процесів.

Список використаних джерел

- Заяць, Х.Б. (2013). Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту і газ. Львів.
- Заяць, Х.Б., Морощан, Р.П., Гула, О.С., Буцяк, Б.М. (2006). Ерозійний палеореєльєф основи Крукиницької западини як визначальний фактор пошуків нафтогазоперспективних об'єктів в сарматських відкладах. *Нові геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища, Львів*, 15-16.
- Медвідь, Г.Б. (2011). Палеогідродинамічний чинник у процесі формування покладів вуглеводнів у межах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. *Геодинаміка*, 2 (11), 199-201.
- Морощан, Р.П. (1996). Вдосконалення та випробування в нафтогазонасних регіонах України методики прогнозування геологічного розрізу на основі сейсмотімологічного аналізу даних сейсморозвідки та суміжної геолого-геофізичної інформації. *Звіт з НДР (заключний)*. УкрДГРІ.
- Павлюх, О. (2009). Особливості геологічної будови та формування покладів газу в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3, 31-44.
- Федоришин, Д.Д. (1996). Особливості геологічної будови розрізу газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, як перспектива пошуку енергетичних джерел. *Нетрадиційні енергоресурси та екологія України, Київ*, 85-87.

References

- Fedoryshyn, D.D. (1996). Osoblyvosti heolohichnoi budovy rozrizu hazovykh rodovyskh Bilche-Volytskoi zony Peredkarpatskoho prohynu, yak perspektyva poshuku enerhetychnykh dzherel. *Netradytsiini enerhoresursy ta ekolohiia Ukrainy, Kyiv*, 85-87.
- Medvid, H.B. (2011). Paleohidrodynamicnyi chynnyk u protsesi formuvannya pokladiv vuhlevodniv u mezhakh pivnichno-zakhidnoi chastyny Zovnishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. *Heodynamika*, 2 (11), 199-201.
- Moroshan, R.P. (1996). Vdoskonalennia ta vyprobuvannia v naftohazonosnykh rehionakh Ukrainy metodyky prohnozuvannia heolohichnoho rozrizu na osnovi seismolitmolohichnoho analizu danykh seismorozvidky ta sumizhnoi heoloho-heofizychnoi informatsii. *Zvit z NDR (zakliuchnyi)*. UkrDHR.
- Pavliukh, O. (2009). Osoblyvosti heolohichnoi budovy ta formuvannya pokladiv hazu v Zovnishnii zoni Peredkarpatskoho prohynu. *Heolohiia i heokhimii horiuchykh kopalyn*, 3, 31-44.
- Zaiats, Kh.B. (2013). Hlybynna budova nadr Zakhidnoho rehionu Ukrainy na osnovi seismichnykh doslidzhen i napriamky poshukovykh robot na naftu i haz. *Lviv*.
- Zaiats, Kh.B., Moroshan, R.P., Hula, O.S., Butsiak, B.M. (2006). Eroziyni paleorelief osnovy Krukenytskoi zapadyny yak vyznachalniy faktor poshukiv naftohazoperspektyvnykh ob'ektiv v sarmatskykh vidkladakh. *Novi heofizychni tekhnolohii prohnozuvannia ta monitoryngu heolohichnoho sredovyscha, Lviv*, 15-16.

Надійшла до редколегії 11.03.19

D. Fedoryshyn, Dr. Sci. (Geol.), Prof.
E-mail: geophys@nung.edu.ua;
Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas,
15 Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
I. Bagriy, Dr. Sci. (Geol.), Senior researcher
E-mail: bagrid@ukr.net,
Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine
55-b Honchar Str., Kyiv, 01054, Ukraine,
A. Trubenko, Cand.Sci. (Geol.), Assoc. Prof.
E-mail: geotom@nung.edu.ua;
S. Fedoryshyn, Cand.Sci. (Geol.), Assoc. Prof.;
N. Khovanets, Assist. Prof.,
E-mail: nadiia.khovanets@gmail.com;
Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas,
15 Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

THE IDENTIFICATION OF THE PRODUCTIVE STRATA WITHIN TYNIV-HRUSHIV OIL AND GAS FIELD

The findings of the geological and geophysical researches reveal the high prospects of Krukenytsi Depression in terms of new deposits discovery. Notably, some productive reservoir rocks have been identified within the Neogene formations of Tyniv-Hrushiv Oil and Gas Field. The major gas capacity is associated with the lower Dashava deposits; that is supported by considerable well rates which were apparent within previously discovered fields.

According to the readings of the geophysical well logging, the correlation pattern of prospective strata distribution has been introduced; as a follow-up, it has been determined what the fluid content is within the lower Dashava age. Consequently, just over the gas-bearing reservoir rocks, the water-bearing strata have been located. The geological structure of the lower Dashava age is featured by the two-meter unit of claystones and siltstones which separate the water-bearing strata from the productive ones. The very feature of the geological structure causes the encroachment of productive horizons; that is proved by the well testing results. The more thorough researches help to define the key factors which influence the distribution of the sand material through the section of the Sarmatian age. Furthermore, it is possible to set up a water and gas ratio within the productive strata.

Keywords: Productive strata, field, the lower Dashava age, sandstone, lens, water-bearing horizon.

Д. Федоришин, д-р геол. наук, проф.
E-mail: geophys@nung.edu.ua;
Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
ул. Карпатская, 15, г. Ивано-Франковск, 76019, Украина
И. Багрий, д-р геол. наук, ст. науч. сотруд.
E-mail: bagrid@ukr.net,
Институт геологических наук НАН Украины
ул. О. Гончара 55-б, г. Киев, 01054, Украина;
А. Трубенко, канд. геол. наук, доц.
E-mail: geotom@nung.edu.ua;
С. Федоришин, канд. геол. наук, доц.;
Н. Хованец, ассист.
E-mail: nadiia.khovanets@gmail.com;
Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа,
ул. Карпатская, 15, г. Ивано-Франковск, 76019, Украина

**ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ТОЛЩ
В ПРЕДЕЛАХ ТЫНИВСКО-ГРУШЕВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

По результатам геолого-геофизических исследований установлена высокая перспективность Крукиницької впадины в плане открытия новых нефтегазовых объектов. В частности, выделены продуктивные породы-коллекторы в неогеновых толщах Тынивско-Грушевского нефтегазового месторождения. В основном газонасыщенность в пределах месторождения связывается с нижнедашавскими отложениями, что подтверждается значительными дебитами, полученными в скважинах ранее открытых месторождений.

На основе анализа результатов комплекса геофизических исследований скважин построена корреляционная схема распространения перспективных пластов с последующим определением характера их насыщения в пределах нижнедашавской подсистемы. В результате построения установлено залегание водоносных пластов над газонасыщенными породами-коллекторами. Особенностью геологического строения нижнедашавской подсистемы является наличие двухметровой пачки аргиллитов и алевролитов, которые разграничивают водоносные и продуктивные пласты. Такая особенность является основной причиной обводнения продуктивных пород, что подтверждено результатами испытания скважин. Более детальные исследования отложений позволили выделить основные факторы, которые влияли на распространение песчаного материала по разрезу сарматского яруса, а также позволили установить соотношение в продуктивных пластах воды и газа.

Ключевые слова: продуктивные толщи, месторождение, нижнедашавская свита, песчаник, линза, водоносный горизонт.